

УДК 621.311

*О. М. ДОВГАЛЮК, О. П. ЛАЗУРЕНКО, Ю. О. ЖУКОВ, М. І. ЛУХТУРА, Ш. Н. САЇДОВ***ЗАСТОСУВАННЯ МАЛИХ ГЕС ДЛЯ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ РЕЗЕРВУ ПОТУЖНОСТІ В ЧАС ПІК ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ**

Проведено аналіз умов розвитку гідроенергетики та виявлені пріоритети розвитку гідропотенціалу України. Розроблено автоматизовану систему управління режимами роботи малих ГЕС для видачі оптимальної потужності при покритті графіку навантаження електроенергетичної системи в час пік. Проведено оцінку економічної ефективності використання малих ГЕС для регулювання видачі потужності з метою забезпечення потреб навантаження електроенергетичної системи в час пік.

Ключові слова: гідроенергетика, мала ГЕС, навантаження, автоматичне керування, прогнозування, нейронна мережа, економічна ефективність, керуючий вплив.

О. Н. ДОВГАЛЮК, А. П. ЛАЗУРЕНКО, Ю. А. ЖУКОВ, Н. И. ЛУХТУРА, Ш. Н. САИДОВ
ПРИМЕНЕНИЕ МАЛЫХ ГЭС ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ РЕЗЕРВА МОЩНОСТИ В ЧАС ПИК ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Проведен анализ условий развития гидроэнергетики и выявлены приоритеты развития гидропотенциала Украины. Разработана автоматизированная система управления режимами работы малых ГЭС для выдачи оптимальной мощности при покрытии графика нагрузки электроэнергетической системы в час пик. Проведена оценка экономической эффективности использования малых ГЭС для регулирования выдачи мощности с целью обеспечения потребностей нагрузки электроэнергетической системы в час пик.

Ключевые слова: гидроэнергетика, малая ГЭС, нагрузка, автоматическое управление, прогнозирование, нейронная сеть, экономическая эффективность, управляющее воздействие.

О. М. DOVGALYUK, O. P. LAZURENKO, YU. O. ZHUKOV, M. I. LUKHTURY, SH. N. SAIDOV
THE USE OF SMALL HYDROPOWER PLANTS TO PROVIDE POWER RESERVE IN THE PEAK HOUR OF THE ELECTRIC POWER SYSTEM

Analysis of the conditions for the development of hydropower has been carried out and the priorities for the development of the hydropower potential of Ukraine have been identified. The automated system for controlling the operating conditions of small hydropower plants for the delivery of optimum power when covering the load schedule of the electric power system during peak hours has been developed. Estimation of the economic efficiency of using small hydropower plants to regulate the output of power in order to meet the needs of the load of the electric power system during peak hours was carried out.

Keywords: hydropower, small hydropower plant, load, automatic control, forecasting, neural network, economic efficiency, control effect.

Вступ. Гідроелектричні станції (ГЕС) на сьогоднішній день є одними з екологічно чистих джерел енергії, що виробляють дешеву електроенергію. Енергетичний потенціал гідроенергетики в світі складає 8100 млрд. кВт·год, в якому на частку малих ГЕС (МГЕС) припадає 10%. Через постійно зростаючі ціни на енергоносії вартість електроенергії на традиційних електростанціях постійно підвищується. Використання енергії води, а в даному випадку гідроенергетичного потенціалу малих річок, сприятиме децентралізації об'єднаної енергетичної системи (ОЕС).

Мала гідроенергетика в Україні є одним з перспективних напрямків розвитку відновлюваної енергетики [1, 2]. «Зелений» тариф і наявність вже існуючої інфраструктури забезпечують інтерес інвесторів до даного сегменту ринку. МГЕС можуть значно поліпшити енергопостачання віддалених і важкодоступних районів України, сприяючи їх

економічному розвитку.

На сьогоднішній день при переході до нової моделі енергоринку вирішення питання покриття нерівномірного графіку навантаження електроенергетичної системи (ЕЕС) найбільш доцільними та економічно ефективними засобами стає особливо гострим. Для ОЕС України добовий графік навантаження характеризується двома піками (ранковим і вечірнім) і двома провалами (більш глибоким нічним і денним). Саме ГЕС і ГАЕС, що мають високу маневреність і великий регулювальний діапазон, високі швидкості зміни навантаження, мінімальний час набору потужності, пуску і зупинки агрегатів, виконують складну задачу покриття найбільш складної пікової і напівпікової частини графіка навантажень. Слід зазначити, що гідроенергетичний потенціал більшості ГЕС переважно вичерпаний, тому важливу роль починають відігравати саме МГЕС.

© О. М. Довгалюк, О. П. Лазуренко, Ю. О. Жуков, М. І. Лухтура, Ш. Н. Саїдов, 2018

Таким чином, дослідження можливостей застосування МГЕС для забезпечення резерву потужності в час пік ЕЕС є важливою та своєчасною задачею для електроенергетики України.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Дослідженню особливостей та перспектив розвитку гідроенергетики присвячено багато наукових робіт

[1-6]. Значна кількість розробок визначає шляхи підвищення ефективності роботи ГЕС, їх функціонування в ОЕС та автоматизації процесів регулювання режимів [7-9].

Оператором основних гідроенергетичних потужностей в Україні є ПАТ «Укргідроенерго» – гідроенергуюча компанія, до складу якої входять дев'ять станцій на річках Дніпро та Дністер. Гідроенергетичні потужності розміщуються на ГЕС Дніпровського (3940 МВт), Дністровського (744 МВт) каскадів і на діючих малих ГЕС (до 100 МВт). Експлуатуються Київська ГАЕС (235 МВт), два агрегати Ташлицької ГАЕС (302 МВт) та перша черга Дністровської ГАЕС (302 МВт) [2].

Загальний гідроенергетичний потенціал України складає понад 44 млрд. кВт·год. (в тому числі МГЕС – приблизно 3,0 млрд. кВт·год.). На сьогодні економічно ефективний потенціал становить близько 17,5 млрд. кВт·год., з них вже використовується близько 11 млрд. кВт·год. (більше 60 %). Таким чином, невикористаний ефективний потенціал становить близько 6,5 млрд. кВт·год. [10].

Слід зазначити, що гідроенергетичний потенціал Дніпра переважно вичерпаний. Окрім того, інтенсивна експлуатація, протягом десяти років, Дніпровських ГЕС має свої негативні наслідки. Фізично та морально застаріле обладнання має низький (у порівнянні із сучасним) коефіцієнт корисної дії (ККД), не забезпечує підтримку необхідних параметрів регулювання, здійснює значний вплив на довкілля.

Крім того існуюча на даний час структура потужностей генерування електроенергетики формує дефіцит маневрених та резервних потужностей ОЕС України [2]. Надлишок потужності в нічні години, при дуже обмежених можливостях маневрування ускладнює не тільки стійкість роботи ОЕС України, але й спроможність підтримувати необхідну якість регулювання міждержавних перетоків енергії у рамках синхронної роботи ОЕС України із системами інших країн. Вимога забезпечення якості електроенергії та надійності енергосистеми в умовах відхилення фактичних величин потужностей генераторів і споживачів системи протягом доби, вимагає існування належного рівня маневрених потужностей.

У зв'язку з цим важливу роль на даний час починає відігравати саме гідроенергетика, яка виступає головним джерелом високомобільного резерву. Однак, сьогодні у балансі потужностей ОЕС України потужність гідроелектростанцій складає біля 10 %, проти 16 % оптимальних відповідно до прогнозу Енергетичної стратегії України на період до 2030 року [10]. Для забезпечення належного рівня

маневрових та резервних потужностей необхідно особливу увагу приділяти розвитку саме МГЕС.

Мета статті. Дослідити можливість та визначити економічну ефективність використання МГЕС для покриття потреб навантаження в час пік ЕЕС.

Основні матеріали дослідження. Єдиного для всіх країн поняття МГЕС немає, в якості основної характеристики таких ГЕС прийнята їх встановлена потужність. У світі не існує єдиної класифікації малих ГЕС і час від часу відбуваються зміни в прийнятих класифікаціях. За існуючою нині класифікацією ООН, до малих належать ГЕС потужністю від 1 до 30 МВт.

У табл. 1 представлена інформація щодо найбільш поширених на сьогоднішній день в світі класифікацій МГЕС. Найчастіше до МГЕС відносять гідроенергетичні установки, встановлена потужність яких не перевищує 5 МВт.

Таблиця 1 - Класифікація малих ГЕС

Країна	Встановлена потужність малих ГЕС
Латвія, Швеція	до 2 МВт
Австрія, Німеччина, Польща, Іспанія, Китай	до 5 МВт
Білорусь	до 6 МВт
Греція, Ірландія, Португалія, Україна	до 10 МВт
США, Таджикистан	до 30 МВт

Будівництво МГЕС є доцільним як з екологічної, так і з економічної точки зору. Ефективність будівництва МГЕС визначається їх мінімальним впливом на навколишнє середовище, а також невеликими інвестиціями, термінами будівництва й окупності.

Стимулюючими факторами будівництва МГЕС є:

- постійна оновлюваність водних ресурсів;
- мінімальний вплив на навколишнє середовище;
- низька собівартість електроенергії в порівнянні з тепловими станціями;
- значна економія мінерального палива;
- поліпшення комунально-побутових умов та праці людей;
- МГЕС не вимагає тривалих термінів будівництва;
- низька капіталомісткість, короткий інвестиційний цикл.

Все це зумовило активний розвиток МГЕС в світі [1-5]. Загальновизнаним лідером у розвитку малої гідроенергетики є Китай, де діє близько 83 тисяч МГЕС. Їх річний виробіток електроенергії перевищує 160 млрд. кВт·год і становить 30% в загальному виробленні електроенергії ГЕС в країні. У США є більше 10 тис. діючих МГЕС сумарною потужністю понад 7 млн. кВт, частка малої гідроенергетики досягає 50% від всієї гідроенергетики США. В Японії діє 1350 МГЕС сумарною потужністю 7 млн. кВт, і в той же час передбачено введення ще понад 900

МГЕС. Інтенсивно йде будівництво і введення потужностей в країнах Західної Європи, в Австрії їх кількість перевищує 950, в Італії 1200, в Норвегії 500, у Фінляндії 170, у Франції 1100, у ФРН 800, в Швеції 1350 МГЕС. Загальне вироблення електроенергії МГЕС для європейських країн складає близько 10% від споживаної електроенергії.

У Таджикистані ГЕС є базовими генеруючими джерелами країни і складають 98% від виробленої електроенергії. На сьогоднішній день кількість МГЕС в Таджикистані становить 282 одиниці загальною потужністю понад 25 тис. кВт і річним виробленням понад 100 млрд. кВт·год [5].

В Україні є 150 МГЕС, з яких на сьогодні функціонує близько 80 загальною потужністю 111 МВт, що складає 5% технічно досяжного гідроенергетичного потенціалу країни. При цьому потенціал малих річок в Україні становить як мінімум 3 млрд. кВт·год на рік [10].

Аналіз розподілу енергетичного потенціалу малих річок по областях України [10] свідчить про те, що МГЕС, міні- та мікро ГЕС можуть стати потужною основою енергозабезпечення для всіх регіонів Західної України, а для деяких районів Закарпатської та Чернівецької областей - джерелом повного самоенергозабезпечення. Для вирішення проблем розвитку малої гідроенергетики Україна має достатній науково-технічний потенціал і значний досвід в області проектування і розробки конструкцій гідротурбінного обладнання, дослідження гідроенергетичного потенціалу малих річок, вирішення водогосподарських і екологічних проблем при будівництві ГЕС. Українські підприємства мають необхідний виробничий потенціал для створення вітчизняного обладнання для МГЕС.

Україна, як і більшість країн світу, законодавчо закріпила основні напрямки розвитку даної галузі. Згідно [10] прогнозується зростання частки відновлюваної енергетики до рівня 20% у валовому кінцевому енергоспоживанні. Передбачається постійне розширення використання всіх видів відновлюваної енергетики, яка стане одним з інструментів забезпечення енергетичної безпеки держави.

Зберігатиметься стійкість розвитку гідроенергетичної галузі. Очікується, що загальна встановлена потужність гідроенергетики досягне не менше 15% загальної встановленої потужності в ОЕС України. Додатковий потенціал розвитку гідроенергетики може бути реалізований за рахунок саме малої гідроенергетики [10].

Розвиток малої гідроенергетики України передбачає:

- оновлення і реконструкцію діючих МГЕС;
- будівництво нових МГЕС в районах децентралізованого енергопостачання;
- будівництво МГЕС в регіонах централізованого енергопостачання на наявних перепадах водосховищ та водотоків;
- нове будівництво МГЕС з концентрацією напору.

Без сумніву, наявність цієї бази стане основою для подальшого розвитку малої гідроенергетики.

МГЕС позитивно впливають на роботу енергосистеми. Тобто є можливість виробляти електроенергію в пік навантажень і накопичувати воду в водосховищах при надлишку потужності в енергосистемі, тобто бути активним учасником балансувального сегмента ринку.

З метою зменшення собівартості виробництва електричної енергії на МГЕС проводиться автоматизація управління їх режимами.

Експлуатація МГЕС має ряд особливостей в порівнянні з традиційними джерелами енергії [4-11]:

- невелика одинична потужність ГЕС (від 100 кВт до 20 МВт) і часто низький коефіцієнт використання встановленої потужності протягом доби не дозволяють отримувати значні надходження від реалізації електроенергії, що призводить до необхідності максимально скорочувати експлуатаційні витрати;

- одному суб'єкту енергоринку може підпорядковуватися 10 і більше МГЕС, розташованих в різних областях і регіонах країни, що, з огляду на практичну відсутність промислових каналів зв'язку, істотно ускладнює централізацію диспетчерського управління ними;

- підвищення вимог енергоринку щодо автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) в частині оперативності обміну інформацією між операторами і споживачами вимагає вдосконалення засобів інформаційного забезпечення, встановлених на МГЕС;

- продуктивність МГЕС в значній мірі залежить від фактично непередбачуваного впливу навколишнього середовища, що призводить до ускладнень в процесі планування режимів їх роботи;

- неузгодженість норм і правил експлуатації водних ресурсів у поєднанні з людським фактором накладає штучні, часто необґрунтовані, обмеження в задачах забезпечення ефективності роботи МГЕС.

Слід підкреслити, що визначення і реалізація оптимальних режимів енергосистеми стає все більш складним завданням внаслідок зростання числа спільно працюють теплових і гідроелектростанцій, створення великих каскадів ГЕС, суттєвої різниці у фактичних технічних, техніко-економічних і експлуатаційних характеристиках електростанцій, нестаціонарного характеру навантаження. При довгостроковій оптимізації режиму в якості критерію оптимальності зазвичай використовують мінімум експлуатаційних витрат або витрат палива для всієї енергосистеми при заданому рівні припливу води з урахуванням роботи теплових електростанцій.

Для забезпечення ефективної експлуатації МГЕС необхідним є впровадження засобів автоматизації процесу вироблення електроенергії. При цьому автоматизовані системи управління, що розробляються і впроваджуються, повинні забезпечувати виконання наступних завдань:

- управління поточним режимом, здійснюване диспетчерським персоналом і вирішальне завдання

формування і корекції режимів роботи протягом доби при неминучих відхиленнях від сформованої при короткостроковому плануванні завдання;

- повна автоматизація інформаційного обміну між ГЕС та розрахунково-диспетчерським центром (в перспективі - оператором енергоринку) для вирішення завдань комерційного обліку електроенергії;

- безперервний контроль стану і режимів роботи обладнання, запобігання порушенню нормального режиму, ліквідації аварійних ситуацій, відновлення нормального режиму після аварійних відмов і забезпечення надійності роботи ГЕС в цілому;

- забезпечення централізованого управління основними процесами, маневреності ГЕС та максимальної ефективності використання первинної енергії протягом заданого періоду роботи;

- мінімізація необхідної кількості обслуговуючого персоналу для АСУ та ГЕС в цілому.

Для дослідження можливостей МГЕС щодо забезпечення резерву потужності була розглянута Північна енергетична система, для якої була визначена величина навантаження в ЕЕС та проаналізовані можливості ефективно і своєчасно забезпечити видачу потужності МГЕС для задоволення визначеної потреби ЕЕС у покритті навантаження.

З метою визначення величини потужності, яку кожна МГЕС має виробити в потрібний момент часу для покриття потреб навантаження ЕЕС, використано прогнозування за допомогою багатошарової штучної нейронної мережі ANNSTLF [12, 13], схема якої показана на рис. 1.

Багатошарова штучна нейронна мережа складається з n вхідних вузлів, h вузлів прихованого шару та m вихідних вузлів, з'єднаних в режимі подачі вперед за допомогою мультиплікативних ваг W_{ij} . Входи (X_i) множаться на вагу сполучки (W_{ij}) і передаються нейронам в вузлах прихованого шару. Нейрони в прихованому і вихідному шарах мають S-подібну нелінійну передавальну функцію, відому як «функція активації сигмоїда». Зважені входи, отримані сигмовидним вузлом, підсумовуються і пропускаються через цю нелінійну функцію для отримання виходу.

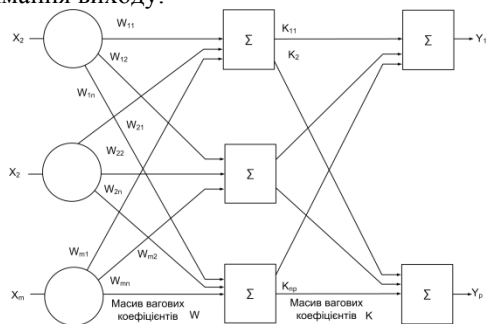


Рисунок 1 – Багатошарова штучна нейронна мережа для прогнозування навантаження

Для навчання використовується алгоритм зворотного поширення помилок [14], з використанням

якого визначаються відповідні значення для W_{ij} і кількість необхідних нейронів в прихованому шарі.

На рис. 2 показано блок-схему багатошарової штучної нейронної мережі ANNSTLF, яка складається з трьох модулів: двох модулів прогнозу навантаження БПН1 і БПН2 та адаптивного об'єднувача АО. Обидва модулі прогнозу навантаження отримують однаковий набір входів і створюють прогноз навантаження в той же день, але для цього використовуються різні стратегії. Функція модуля об'єднувача полягає в тому, щоб змішувати два прогнози з метою отримання остаточного прогнозу [14].

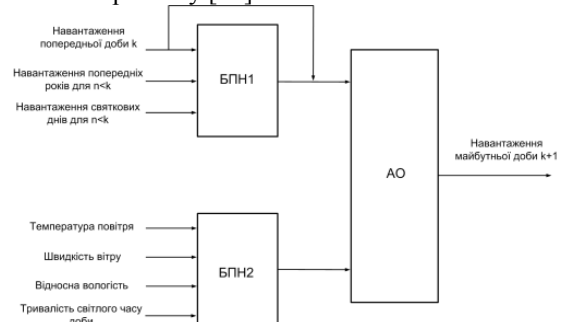


Рисунок 2 – Блок-схема багатошарової штучної нейронної мережі ANNSTLF

Результати прогнозування навантаження мережі представлені на рис. 3. Для прогнозу було використано 30 нейронів прихованого шару, максимальна помилка прогнозування за весь період складає -12%.

Одержаний графік визначає величину сумарної генеруючої потужності в ЕЕС, яка оптимальним чином повинна розподілятися між станціями та їх блоками. В покритті цього графіку в часи пік важливу роль відіграють саме маневрені МГЕС, для яких в автоматичному режимі вирішується задача оптимального розподілу потужності між станціями та блоками з метою покриття потреб споживачів та забезпечення ефективної роботи ЕЕС [15].



Рисунок 3 – Результати прогнозування навантаження

Для вирішення цієї задачі застосовуємо метод невизначених множників Лагранжа [16]. Цільова функція при вирішенні задачі має вигляд:

$$\sum T_j(P_j) \rightarrow \min, \quad (1)$$

де $\sum T_j(P_j)$ - сумарні годинні витрати на вироблення електроенергії агрегатами ЕЕС.

Крім того, враховуємо обмеження, пов'язані із забезпеченням балансу потужності та особливостями технологічного процесу роботи електростанцій:

$$P_{je} < P_{jopt} < P_{just}, \quad (2)$$

де P_{je} – потужність економічного режиму станції, P_j – оптимальна потужність станції, $P_{j\text{ уст}}$ – встановлена потужність МГЕС.

Із врахуванням еквівалентних витратних характеристик станцій, які знаходимо із витратних характеристик кожного блоку, значення оптимальної потужності та потужності економічного режиму станції визначаємо за виразами [16]:

$$P_{je} = \sqrt{\frac{b_{0j}}{b_{2j}}}, \quad (3)$$

$$P_{j\text{ опт}} = \frac{P_H - \sum_{k=1, k \neq j}^n \frac{b_{1j} - b_{1k}}{2b_{2k}}}{1 + b_{2j} \sum_{k=1, k \neq j}^n \frac{1}{b_{2k}}}, \quad (4)$$

де b_{0j} , b_{1j} , b_{2j} – коефіцієнти еквівалентних витратних характеристик станцій.

На наступному етапі перевіряємо умову (2) для кожної станції. Результати розрахунку оптимальної потужності для МГЕС Північної енергетичної системи при покритті потреб навантаження в час пік представлені у табл. 2.

Розробка автоматизованої системи управління для видачі потужності МГЕС. Одним із шляхів підвищення ефективності використання малої гідроенергетики в світі на сьогоднішній день є застосування технічних засобів АСУ ТП їх режимами [4-11]. Такі системи дозволяють оптимально завантажувати блоки маневрених МГЕС, що в свою чергу забезпечить покращення експлуатаційних характеристик таких ГЕС при роботі їх в енергосистемі і поліпшить режим ЕЕС.

Таблиця 2 – Розрахунок оптимальної потужності для МГЕС Північної енергетичної системи

№	Назва	Потужність економічного режиму, кВт	Оптимальна потужність, кВт	Встановлена потужність, кВт
1	Кунцівська ГЕС	235	268	400
2	Мало-Ворожбянська ГЕС	176	224	350
3	Михайлівська ГЕС	68	128	180
4	Низівська ГЕС	258	395	480
5	Опішнянська ГЕС	75	192	225
6	Остап'євська ГЕС	127	188	218
7	Сухорабівська ГЕС	194	284	330
8	Червонооскільська ГЕС	2125	2735	3680
9	Шишацька ГЕС	214	382	550

Для реалізації зазначених завдань необхідною умовою є забезпечення можливості централізованого управління режимами роботи ГЕС в реальному часі з урахуванням особливостей функціонування електростанцій та графіків електроспоживання. Це може бути досягнуто при впровадженні автоматичної системи управління режимами МГЕС, структурна схема такої системи показана на рис. 4. Дана АСУ являє собою централізовану систему оперативного управління з децентралізацією функцій реального часу за рахунок застосування локальних (в перспективі адаптивних) систем автоматичного управління (САУ).

Ієрархічний принцип побудови системи дозволяє найкращим чином врахувати особливості структурної побудови та взаємозв'язку окремих елементів ЕЕС, а також характер процесів в ній.

До першого рівня відносяться автоматичні регулятори потужності блоків (АРПБ). З їх допомогою на ГЕС в процесі регулювання виконується розподіл станційного сигналу позапланової потужності $P_{пзплі}$ між агрегатами $\Delta P_{гij}$, при цьому

$$P_{внплі} = \sum_{j=1}^m \Delta P_{гij}, \quad (5)$$

де $P_{внплі}$ – величина позапланової потужності і-ої станції; $\Delta P_{гij}$ – значення зміни потужності j-ого блоку і-ої станції; m – число блоків і-ої станції.

Другий ієрархічний рівень (станційний) представлений автоматичними регуляторами потужності станцій (АРПС). Заданою уставкою для станційної частини САУ є величина сигналу позапланової потужності від системної частини $P_{пзплі}$, яка коригується за поточною частотою f_{ϕ} .

$$P_{пзплі} = \sum_{i=1}^n \Delta P_{сі}, \quad (6)$$

де $\Delta P_{сі}$ – значення зміни потужності і-ої станції; n – число станцій в ЕЕС.

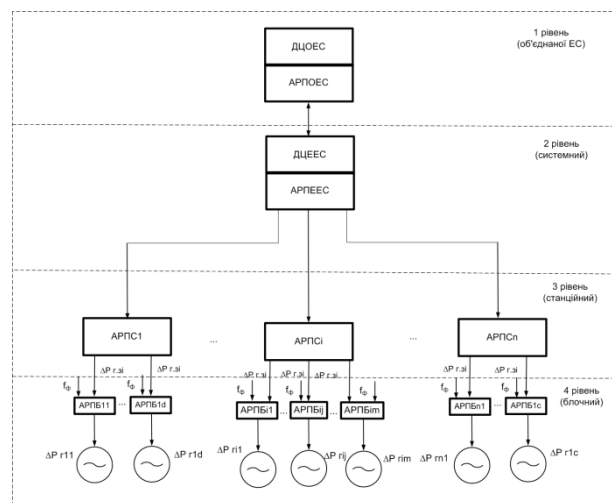


Рисунок 4 – Структурна схема автоматичної системи управління режимами МГЕС

У відповідності зі своїми законами регулювання АРПС виробляють керуючі впливи на станційному рівні (реалізуючи оптимальні значення розподілу вироблюваної станціями потужності, необхідної для покриття сумарного графіку навантаження). При розподілі навантаження між ГЕС необхідно враховувати такі основні фактори: потужність водотоку, наявність добового регулювання і об'єм водосховища. Потужність ГЕС за період регулювання повинна узгоджуватися з потужністю водотоку, так як вироблення електроенергії ГЕС пов'язано з кількістю припливної (проточної) води.

На третьому (системному) ієрархічному рівні знаходиться загальносистемна частина, до складу якої входить блок автоматичного регулювання потужності електроенергетичної системи (АРПЕЕС) і диспетчерський центр електроенергетичної системи (ДЦЕЕС).

Вхідними величинами АСУ є фактична частота в ОЕС f_{ϕ} і перетоки активної потужності $P_{\text{пер}}$ по зовнішніх міжсистемних лініях зв'язку, значення яких від датчиків потужності (ДП) передаються прямими каналами передачі даних (ПКПД). При виникненні небалансу активної потужності визначаються фактичні значення частоти і перетоків потужності $P_{\text{пер}}$. Відповідно до прийнятого закону регулювання на основі фактичних значень f_{ϕ} і $P_{\text{пер}}$ на системному рівні САУ визначаються позапланові завдання за активною потужністю $P_{\text{пзплі}}$, які передаються по зворотних каналах передачі даних (ЗКПД) на регулюючі станції.

$$P_{\text{внплОЕС}} = \sum_{k=1}^K \Delta P_{\text{ЕЕС}k} \quad (7)$$

де $\Delta P_{\text{ЕЕС}k}$ – значення зміни потужності k-ої ЕЕС; K – кількість ЕЕС в ОЕС.

На верхньому ієрархічному рівні (об'єднаної енергосистеми) управління здійснюється такими елементами САУ, як блок автоматичного регулювання потужності ОЕС (АРПОЕС) і диспетчерський центр ОЕС (ДЦОЕС).

З огляду на структурну і апаратну складність даної системи управління, а також вимоги щодо мінімізації капітальних і експлуатаційних витрат, розробка і впровадження АСУ передбачає детальне техніко-економічне обґрунтування всіх етапів реалізації поставленого завдання [8].

Крім апаратної реалізації впровадження АСУ МГЕС вимагає розробки відповідного математичного і програмного забезпечення, яке для окремої ГЕС (особливо ГЕС рівня II) потребує значних капітальних витрат і витрат часу. Але економічний ефект, пов'язаний з поліпшенням керованості і маневреності ГЕС, з підвищенням надійності роботи та ефективності використання водного потенціалу, за приблизними оцінками дозволить компенсувати всі зазначені вище витрати протягом 3 - 4 років [17].

Рішення завдання управління режимами ГЕС вимагає впровадження локальних систем управління блоками ГЕС, структурна схема такої системи представлена на рис. 5.

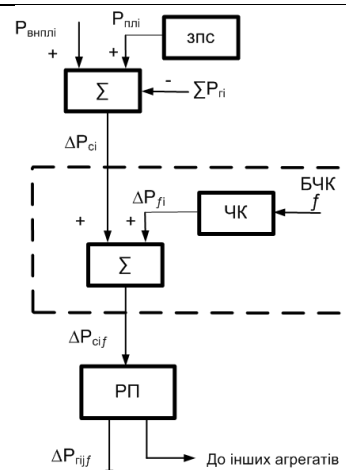


Рисунок 5 – Структурна схема управління режимами блоків ГЕС

Планове завдання активної потужності $P_{\text{пл}}$ регулятор АСУ отримує від персоналу через задатчик потужності станції (ЗПС), а позапланове значення $P_{\text{пзпл}}$ – від системної частини АСУ. Сигнали $P_{\text{плі}}$ і $P_{\text{пзплі}}$ подаються на суматор, на який також подається сумарна фактична потужність гідроагрегатів (ГА). Вихідним сигналом суматора є зміна потужності станції ΔP_{ci} :

$$\Delta P_{\text{ci}} = P_{\text{плі}} + P_{\text{внплі}} - \sum_{j=1}^m P_{\text{гij}} \quad (8)$$

де $\sum_{j=1}^m P_{\text{гij}}$ – сумарна потужність генераторів i-ої

станції, m – кількість генераторів на i-ій станції.

Вихідний сигнал з суматора подається на блок частотної коригування (БЧК), на суматор якого також подається сигнал ΔP_f з частотного коректора (ЧК), який визначається статизмом $k_{\text{ст}\%}$ ЧК і фактичною поточною частотою f .

Вихідний сигнал з БЧК подається на блок розподілу потужності (РП), який визначає величину зміни потужності для кожного окремого агрегату для заданого значення ΔP_{ci} при відомих витратних характеристиках і кількості працюючих агрегатів m . При цьому вирішується оптимізаційна задача видачі потужності з мінімальними економічними витратами з урахуванням технічних обмежень і забезпеченні максимальної якості електроенергії.

Вихідним сигналом блоку РП є зміна потужності генераторів, яка коригується з урахуванням поточної частоти [14]:

$$\Delta P_{\text{ziff}} = \Delta P_{\text{zij}} + \Delta P_{\text{fij}} = \Delta P_{\text{zij}} + \frac{\Delta f \cdot P_{\text{zij ном}} \cdot 100\%}{f \cdot k_{\text{ст}i\%}} \quad (9)$$

де $P_{\text{гij ном}}$ – номінальна потужність j-го генератора i-ої станції, $k_{\text{ст}i\%}$ – коефіцієнт статизму j-го генератора i-ої станції.

При практичній реалізації системи управління режимами роботи МГЕС необхідною умовою є узгодження роботи розробленої АСУ з іншими

видами системної автоматики, що дозволить підвищити ефективність функціонування енергосистеми в цілому.

Застосування розробленої системи управління режимами роботи МГЕС дозволить найбільш точно і ефективно покривати графік навантаження ОЕС в цілому або окремих ЕЕС в часи пік (рис. 6).

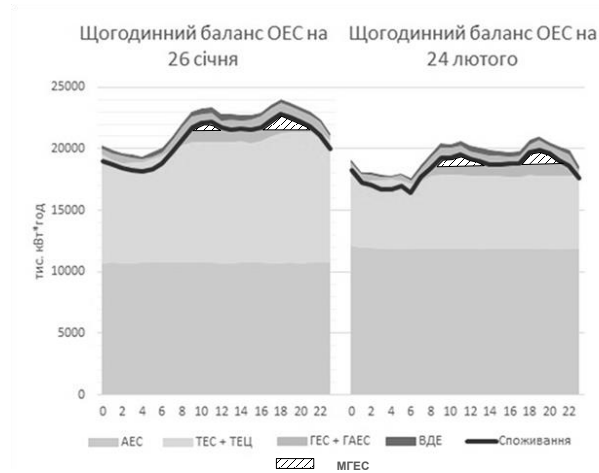


Рисунок 6 – Участь електростанцій ОЕС у покритті графіку навантаження

Оцінка ефективності використання МГЕС для регулювання видачі потужності. В якості критерію ефективності використання МГЕС для регулювання навантаження ЕЕС розглянемо величину чистого прибутку, який одержує МГЕС за видачу потужності в час пік навантаження ЕЕС:

$$\Pi = V_{\text{ЕЕП}} - V_{\text{сум}}, \quad (10)$$

де $V_{\text{ЕЕП}}$ – вартість електричної енергії, виробленої МГЕС в час пік навантаження; $V_{\text{сум}}$ – сумарні витрати виробництва МГЕС при виробленні електричної енергії.

Вартість виробленої в час пік електроенергії визначається за виразом

$$V_{\text{ЕЕП}} = W_{\text{ЕЕП}} \cdot C_{\text{ЕЕП}}, \quad (11)$$

де $W_{\text{ЕЕП}}$ – кількість електричної енергії, виробленої МГЕС в час пік навантаження; $C_{\text{ЕЕП}}$ – вартість електричної енергії, виробленої МГЕС в час пік навантаження.

Кількість електричної енергії, що виробляється МГЕС в час пік навантаження визначається відповідно до графіку навантаження за виразом:

$$W_{\text{ЕЕП}} = \sum_{i=m}^k (P_{\text{Hi}} - P_{\text{Gi}}) \cdot t_i, \quad (12)$$

де P_{Hi} , P_{Gi} – величина потужності навантаження та генерації для i -ої ступені графіка навантаження; t_i – тривалість i -ої ступені графіка навантаження у годинах доби; m , k – години доби, які відповідають початку та закінченню часу пік навантаження ЕЕС.

Вартість електричної енергії, виробленої МГЕС в час пік навантаження, повинна враховувати складність процесу видачі такої потужності, у зв'язку

із чим в умовах енергоринку її величина визначається наступним чином:

$$C_{\text{ЕЕП}} = C_{\text{ЕЕ}} \cdot k_{\text{ЕЕП}}, \quad (13)$$

де $C_{\text{ЕЕ}}$ – вартість електричної енергії, відповідно до діючого тарифу; $k_{\text{ЕЕП}}$ – коефіцієнт надбавки до тарифу за маневреність МГЕС при виробленні електричної енергії в час пік навантаження.

Сумарні витрати виробництва визначають як суму витрат на амортизацію, поточний ремонт і обслуговування для МГЕС $V_{\text{Г}}$ і ліній $V_{\text{Л}}$, а також вартості втрат електроенергії $V_{\Delta W}$ [18]:

$$V_{\text{сум}} = V_{\text{Г}} + V_{\text{Л}} + V_{\Delta W}, \quad (14)$$

При цьому:

$$V_{\text{Г}} = (p_{\text{аг}} + p_{\text{рг}} + p_{\text{ог}}) \times K_{\text{Г}}, \quad (15)$$

$$V_{\text{Л}} = (p_{\text{ал}} + p_{\text{рл}} + p_{\text{ол}}) \times K_{\text{Л}}, \quad (16)$$

де $p_{\text{аг}}$, $p_{\text{рг}}$, $p_{\text{ог}}$, $p_{\text{ал}}$, $p_{\text{рл}}$, $p_{\text{ол}}$ – норми відрахувань на амортизацію, поточний ремонт і обслуговування ГЕС та ліній відповідно, у відносних одиницях; $K_{\text{Г}}$, $K_{\text{Л}}$ – капітальні вкладення в ГЕС та лінії, по яким видається потужність в мережу.

Приймаємо для ПЛ $(p_{\text{ал}} + p_{\text{рл}} + p_{\text{ол}}) = 0,028$, для МГЕС $(p_{\text{аг}} + p_{\text{рг}} + p_{\text{ог}}) = 0,094$.

Вартість втрат електроенергії визначаємо як:

$$V_{\Delta W} = C_{\text{ЕЕ}} \times \Delta W_{\text{Л}}, \quad (17)$$

$$\Delta W_{\text{Л}} = \tau \times \sum_{j=1}^m \Delta P_{\text{Лj}}, \quad (18)$$

$$\Delta P_{\text{Лj}} = \frac{S_{\text{Лj}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \times r_{\text{Лj}}, \quad (19)$$

де $\Delta W_{\text{Л}}$ – сумарні втрати електроенергії у лінії, по якій МГЕС видає потужність в мережу; τ – час найбільших втрат; $\Delta P_{\text{Лj}}$ – втрати активної потужності в j -ій лінії; $r_{\text{Лj}}$ – активний опір j -ої лінії; $S_{\text{Лj}}$ – потік повної потужності по j -ій лінії; $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга мережі; m – кількість ліній.

Собівартість виробництва електричної енергії МГЕС визначаємо як

$$S_{\text{ЕЕ}} = \frac{V_{\text{сум}}}{W_{\text{ЕЕП}}}. \quad (20)$$

Для ЕЕС, що розглядається, виконано розрахунок чистого прибутку МГЕС при покритті потреб навантаження в час пік. Результати представлені в табл. 3.

Таблиця 3 – Розрахунок чистого прибутку МГЕС при покритті потреб навантаження в час пік

Назва показника	Позначення	Кількісне значення показника
Кількість електричної енергії, виробленої МГЕС в час пік навантаження	$W_{\text{ЕЕП}}$	28776 кВт·год
Вартість електричної енергії	$B_{\text{ЕЕП}}$	86328 тис. грн.
Сумарні витрати виробництва	$B_{\text{сум}}$	6980,208 тис. грн.
Чистий прибуток	Π	79347,792 тис. грн.
Собівартість виробництва електричної енергії	$S_{\text{ЕЕ}}$	0,24 грн.

Отриманий результат вказує на досить високий показник економічної ефективності використання МГЕС для покритті графіку навантаження в час пік Північної енергетичної системи.

Висновки. Проведена оцінка економічної ефективності використання МГЕС для регулювання видачі потужності з метою забезпечення потреб навантаження в ЕЕС в час пік з використанням автоматизованої системи управління режимами роботи МГЕС та прогнозування короткострокового навантаження за допомогою штучної нейронної мережі показала обґрунтованість та доцільність використання 9 МГЕС для покритті потреб навантаження в час пік Північної енергетичної системи.

Таким чином, МГЕС являють собою найбільш мобільну групу енергообладнання щодо забезпечення резерву потужності, який має використовуватися в системі регулювання частоти та потужності ОЕС України. Реконструкція та розвиток гідроенергетики України дозволить гарантувати стійкість, надійність та ефективність роботи ОЕС України, підвищити економію органічного палива за рахунок збільшення частки електроенергії, виробленої на ГЕС в енергетичному балансі країни.

Список літератури

- Осадчук В. А. Современные проблемы гидроэнергетики // Энергетика и электрификация. – 2007. – № 1. – С. 13 – 16.
- Сучасний стан, проблеми та перспективи розвитку гідроенергетики України : аналіт. доп. / О. М. Суходоля, А. А.

Сидоренко, С. В. Бегун, А. А. Білуха. – К. : НІСД, 2014. – 112 с. – (Сер. «Національна безпека», вип. 8).

3. Smail Khennas, Andrew Barnett. Best Practices For Sustainable Development Of Micro Hydro Power In Developing Countries (Final synthesis report). – The Department for International Development, UK, The World Bank. – 2000. – 119 p.

4. Celso Penche. Layman's Handbook On How To Develop A Small Hydro Site (Second Edition). – DG XVII European Commission 200 rue de la Loi B-1049 Bruselas Belgica. – 1998. – 266 p.

5. Нурмахматов Д.Н., Ландау Ю.А., Шпатенко С.А. Проблемы и направления развития гидроэнергетики республики Таджикистан. Монография. – К.: Либра, 2007. – 296 с.

6. Анализ состояния и перспективы развития малой гидроэнергетики в Украине / Ю. Вихарев, А. Карамушка, А. Никиторович, В. Рябошапка // Энергетическая политика Украины. – 2005. – № 6. – С. 90 – 96.

7. Гидроэнергетика и окружающая среда/ Под ред. Ю.А.Ландау и Л.А.Сиренко. Монография. – К.:Либра, 2004. – 484 с.

8. Нікіторович О.В., Лежнюк П.Д., Кулик В.В. Підвищення ефективності експлуатації малих ГЕС засобами автоматичного керування // Гідроенергетика України. – 2007. – №3. – С. 38–41.

9. Артюх С. Ф. Сучасний стан проблеми і перспективи малої енергетики України / С. Ф. Артюх // Науковий вісник НУ «ХПІ». – № 6. – 2008. – С. 102–108.

10. Енергетична стратегія України до 2030 року. Схвалено розпорядженням Кабінету Міністрів України від 24.07.2013. № 1071.

11. Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах [П.Д. Лежнюк, О.А. Ковальчук, О.В. Нікіторович, В.В. Кулик]: Монографія. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2014. – 205 с.

12. http://elektrovesti.net/54990_poyavilas-interaktivnaya-karta-vsekh-obektov-vie-v-ukraine

13. Вороновский Г.К., Махотило К.В., Сергеев С.А. Проблемы и перспективы использования искусственных нейронных сетей в энергетике. – Проблемы заальної енергетики. – 2006. – №6. – С. 25–32.

14. D. E. Rumelhart and J.L. McClelland, Parallel Distributed Processing, vol. 1, MIT Press, 1986.

15. Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем: учебник для вузов / под ред. А.Ф. Дьякова. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. – 504 с.

16. Управление режимами энергосистем и вопросы автоматизации: учеб. пособ. / А.А. Минченко, В.Н. Яровой. – Харьков: НТУ «ХПИ», 2009. – 189 с.

17. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Бурикин О.Б. Ковальчук О.А. Оптимізація режимів електричних мереж з малими ГЕС в умовах адресного електропостачання // Технічна електродинаміка. Тематичний випуск: Проблеми сучасної електротехніки. Ч. 3. – 2010. – С. 31–34.

18. Економіка в енергетиці: навч. посіб. / О. М. Проскурня, О. І. Ганус. – Х.: Підручник НТУ ХПІ, 2012. – 272 с.

References (transliterated)

1. Osadchuk V. A. Sovremennyye problemy gidroenergetiki // Energetika i elektrifikatsiya. – 2007. – № 1. – S. 13 – 16.

2. Suchasnyj stan, problemy ta perspektivi rozvitu gidroenergetiki Ukraini : analit. dop. / O. M. Suhodolya, A. A. Sidorenko, S. V. Byegun, A. A. Biluha. – K. : NISD, 2014. – 112 s. – (Ser. «Nacionalna bezpeka», vip. 8).

3. Smail Khennas, Andrew Barnett. Best Practices For Sustainable Development Of Micro Hydro Power In Developing Countries (Final synthesis report). – The Department for International Development, UK, The World Bank. – 2000. – 119 p.

4. Celso Penche. Layman's Handbook On How To Develop A Small Hydro Site (Second Edition). – DG XVII European Commission 200 rue de la Loi B-1049 Bruselas Belgica. – 1998. – 266 p.

5. Nurmahmatov D.N., Landau Yu.A., Shpatenko S.A. Problemy i napravleniya razvitiya gidroenergetiki respubliki Tadzhikistan. Monografiya. – K.: Libra, 2007. – 296 s.

6. Analiz sostoyaniya i perspektivy razvitiya maloj gidroenergetiki v Ukraine / Yu. Viharev, A. Karamushka, A. Nikitorovich, V. Ryaboshapka // Energeticheskaya politika Ukrainy. – 2005. – № 6. – S. 90 – 96.

7. Hidroenergetika i okruzhayushaya sreda/ Pod red. Yu.A.Landau i L.A.Sirenko. Monografiya. – K.:Libra, 2004. – 484 s.
8. Nikitorovich O.V., Lezhnyuk P.D., Kulik V.V. Pidvishennya efektyvnosti ekspluatatsiy malih GES zasobami avtomatichnogo keruvannya // Hidroenergetika Ukraini. – 2007. – №3. – S. 38–41.
9. Artyuh S. F. Suchasniy stan problemi i perspektivi maloyi energetiki Ukraini / S. F. Artyuh // Naukoviy visnik NU «HPI». – № 6. – 2008. – S. 102–108.
10. Energetichna strategiya Ukraini do 2030 roku. Shvaleno rozporядzhenniam Kabinetu Ministriv Ukraini vid 24.07.2013. № 1071.
11. Vidnovlyuvani dzherela energiyi v rozpodilnih elektrichnih mrezhah [P.D. Lezhnyuk, O.A. Kovalchuk, O.V. Nikitorovich, V.V. Kulik]: Monografiya. – Vinnitsya: UNIVERSUM-Vinnitsya, 2014. – 205 s.
12. http://elektrovesti.net/54990_poyavilas-interaktivnaya-karta-vsekh-obektov-vie-v-ukraine
13. Voronovskiy G.K., Mahotilo K.V., Sergeev S.A. Problemy i perspektivy ispolzovaniya iskusstvennyh neyronnyh setey v energetike. – Problemy zagalnoi energetiki. – 2006. – №6. – S. 25–32.
14. D. E. Rumelhart and J.L. McClelland, Parallel Distributed Processing, vol. 1, MIT Press, 1986.
15. Ovcharenko N.I. Avtomatika elektricheskikh stanciy i elektroenergeticheskikh sistem: uchebnik dlya vuzov / pod red. A.F. Dyakova. – M.: Izd-vo NC ENAS, 2001. – 504 s.
16. Upravlenie rezhimami energosistem i voprosy avtomatizatsii: ucheb. posob. / A.A. Minchenko, V.N. Yarovoj. – Harkov: NTU «HPI», 2009. – 189 s.
17. Lezhnyuk P.D., Kulik V.V., Burikin O.B. Kovalchuk O.A. Optimizatsiya rezhimiv elektrichnih mrezh z malimi GES v umovah adresnogo elektropostachannya // Tehnichna elektrodinamika. Tematichnij vipusk: Problemy suchasnoyi elektrotehniki. Ch. 3. – 2010. – S. 31–34.
18. Ekonomika v energetici: navch. posib / O. M. Proskurnya, O. I. Ganus. – H.: Pidruchnik NTU HPI, 2012. – 272 s.

Надійшла (received) 18.01.2018

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Довгалиук Оксана Миколаївна (Довгалиук Оксана Николаевна, Dovgalyuk Oksana Mykolayivna) – кандидат технічних наук, доцент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», професор кафедри передачі електричної енергії, м. Харків; тел.: (057) 707-62-46; e-mail: Dovgalyuk_O@khi.edu.ua.

Лазуренко Олександр Павлович (Лазуренко Александр Павлович, Lazurenko Alexander Pavlovich) – кандидат технічних наук, доцент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», завідувач кафедри електричних станцій, м. Харків; тел.: (057) 707-65-65; e-mail: Lazurenkoap@i.ua.

Жуков Юрій Олексійович (Жуков Юрий Алексеевич, Zhukov Yuriy Alekseevich) – Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», студент, м. Харків; тел.: (057) 707-65-65; e-mail: yu.zhukov@gmail.com.

Лухтура Микола Іванович (Лухтура Николай Иванович, Luhtura Nikola Ivanovich) – Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», студент, м. Харків; тел.: (057) 707-62-46; e-mail: kolia.lukhtura@gmail.com.

Сайдів Шералі Нуралійович (Саидов Шерали Нуралиевич, Saidov Sherali Nuralievich) – Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», студент, м. Харків; тел.: (057) 707-65-65; e-mail: Saidov.sh.n@gmail.com.

Укладач: С. О. Федорчук, аспірант.